



GOUVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Projet de réforme du mécanisme de capacité

Restitution de la consultation publique

La consultation portait sur les modalités envisagées pour réformer le mécanisme de capacité à compter du 1^{er} novembre 2026.

Cette note (i) synthétise les principales réponses des 59 acteurs et (ii) présente la manière avec laquelle le gouvernement envisage de faire évoluer son projet de réforme du mécanisme de capacité pour en tenir compte.

1. Synthèse des réponses des acteurs

Question 1 : Quelle méthodologie proposeriez-vous pour déterminer la courbe de demande dont l'objectif est d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement au meilleur coût ?

Globalement, l'ensemble des acteurs salue la construction d'une courbe de demande, reflétant le besoin d'une période de livraison à cheval sur deux années civiles et cohérente avec la situation physique de tension du système, comme une avancée importante contribuant à améliorer l'efficacité de l'architecture du mécanisme.

Les acteurs sont également favorables dans leur ensemble à une courbe de demande élastique, reflétant le coût de la défaillance selon le niveau de couverture, permettant de mieux représenter l'arbitrage économique entre coûts et bénéfices collectifs liés au choix d'un certain niveau de sécurité d'approvisionnement. Toutefois, certains acteurs demandent que le besoin exprimé pour l'enchère réalisée quelques mois avant la période hivernale visée (dite enchère « PL-1 ») soit inélastique pour garantir la satisfaction du critère d'approvisionnement.

Les consommateurs redoutent que l'expression centralisée d'un besoin, à l'inverse de l'expression décentralisée actuelle, conduise à un surdimensionnement et à surrémunérer les capacités disponibles à la pointe, au détriment des consommateurs et sans bénéfice réel sur la sécurité d'approvisionnement. Ils jugent nécessaire à cet égard que le montant de la taxe soit constaté par la CRE sur proposition de RTE, tel que prévu par la loi de finances pour 2025.

Les fournisseurs dans leur majorité considèrent qu'une courbe de demande déterminée 4 ans avant la période de livraison est pertinente pour apporter de la visibilité à l'ensemble des acteurs, y compris les consommateurs finaux. Ils souhaitent toutefois que soit adoptée une approche réaliste, voire prudente, dans la détermination du volume de capacités à sécuriser à l'enchère réalisée 4 ans avant la

période hivernale visée (dite enchère « PL-4 »), considérant qu'il sera toujours possible d'ajuster le volume à la hausse lors de la dernière enchère, en PL-1.

Les producteurs quant à eux souhaitent que le besoin exprimé par la courbe de demande en PL-4 ne puisse pas être revu à la baisse en PL-1, tel qu'indiqué par RTE dans le cadre de la concertation. En effet, dans l'hypothèse d'une détente du risque de sécurité d'approvisionnement, une révision à la baisse se traduirait par une annulation des engagements de disponibilité retenus en PL-4 et insécuriserait le revenu capacitaire là où l'objectif du mécanisme de capacité est d'apporter de la prévisibilité sur leur équilibre économique.

Par ailleurs, les producteurs indiquent largement que la courbe de demande ne doit pas simplement prendre en compte le besoin d'une période de tension mais être couplée avec une analyse de long terme sur le niveau à sécuriser en nouvelles capacités. A cet égard certains producteurs soulignent toutefois l'incertitude inhérente à un tel exercice, là où d'autres producteurs demandent que cette analyse soit publiée plusieurs années en amont de la PL-4 pour leur permettre d'initier les démarches d'études et de *permitting* en amont afin de décider directement de l'investissement (lancement de la phase de réalisation) à l'issue de l'enchère de PL-4 s'ils sont retenus.

Question 2 : Quels éléments vous semblent nécessaires que RTE et/ou la CRE publient régulièrement afin d'assurer la transparence sur la détermination du besoin en capacité, la sélection des heures de pointe, la fixation du prix et les échanges de gré à gré ?

Les répondants dans leur large majorité, et indépendamment de leur typologie, soulignent le besoin de publicité et d'actualisation fréquente des informations suivantes.

En amont de chaque enchère :

- les plages horaires les plus critiques, les jours de pointe ;
- le besoin en capacité pour la France (paramètres de la courbe de demande compris) et les volumes à contractualiser pour chaque enchère – ces éléments devant être republiés avant l'enchère en PL-1 s'ils ont été actualisés à la hausse.
- l'objectif de développement national des flexibilités décarbonées susceptible de bénéficier d'une priorité lors de l'enchère PL-1 ;
- les plafonds de prix (intermédiaire et général) ;
- les capacités d'entrée maximales applicables aux capacités étrangères sélectionnées pour leur participation au mécanisme de capacité ;
- le volume total de capacité certifié à l'issue de chaque guichet de certification et en amont des enchères.

A l'issue des enchères :

- le(s) prix fixé(s) par chaque enchère et les volumes contractualisés de capacités existantes et neuves ;
- le volume et la durée des contrats pluriannuels conclus.

A l'issue de la période de livraison :

- les transactions réalisées sur le marché secondaire (volume, prix et date de transaction) ;

- une comparaison du besoin de capacité estimé *ex-ante* aux consommations réellement constatées.

Question 3 : Quelles seront les modalités de répercussion, par les fournisseurs, des coûts du mécanisme aux consommateurs d'électricité consommant à la pointe ? Le mécanisme proposé modifiera-t-il, selon vous, les comportements de consommation à la pointe ? Quelles autres évolutions sont, selon vous, nécessaires pour inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes les plus tendues ?

S'agissant des modalités de répercussion par les fournisseurs des coûts du mécanisme aux consommateurs d'électricité consommant à la pointe, les consommateurs ayant répondu à la consultation (i.e. professionnels uniquement) indiquent qu'ils sont favorables à une répercussion fine pour approcher la charge individuelle de la façon la plus exacte possible, quitte à faire l'objet de régularisations. Les consommateurs industriels soulignent toutefois dans leur ensemble que leur consommation suivant un fonctionnement « *baseload* »¹, ils ne considèrent pas être responsables des pointes de consommation.

La très grande majorité des fournisseurs estiment que la répercussion s'effectuera selon la consommation réelle des clients lors des heures de tension, par le biais d'une majoration du prix en euros/MWh sur les heures de tension et qu'un modèle « quote-part fournisseur » qui repose sur une quote-part du coût du mécanisme alloué à chaque fournisseur en fonction de la consommation de son portefeuille est le plus pertinent. Ils considèrent en effet que cette solution laisse plus de liberté aux fournisseurs pour répercuter à leurs clients le coût de la capacité tout en développant des offres innovantes combinant les signaux de prix énergie et capacité et s'adaptant aux attentes et profils des consommateurs ciblés. De plus les fournisseurs soulignent que ce modèle permet de conserver les modalités de facturation actuelle et ne nécessite pas d'évolutions fortes par rapport au mécanisme de capacité actuel.

Les acteurs dans leur large majorité considèrent que le mécanisme de capacité transmet un signal prix à même d'inciter les consommateurs finals à réduire leurs consommations à la pointe. Ils soulignent toutefois que ce signal pourrait être renforcé en le concentrant par :

- (i) la réduction du nombre d'heures de tension ;
- (ii) la mise en place d'un nombre de jour de tension fixe ;
- (iii) un signal envoyé aux acteurs du mécanisme en J-3 (au lieu de 09h30 en J-1 actuellement) permettant de donner plus de visibilité.
- (iv) la simplification et la convergence des signaux existants (jours PP1/PP2 du mécanisme de capacité actuel, Ecowatt, jours Tempo Rouge).
- (v) le maintien de règles de répartition des jours de tensions tout au long de la période de livraison.

¹ Un fonctionnement « *baseload* » correspond à un bloc de puissance constamment appelée, 24h/24 et 7j/7, sur une période donnée.

Question 4 : Quelle temporalité de prélèvement des fournisseurs puis de rémunération des producteurs vous semble la plus adaptée, à compter de l'enchère sélectionnant les capacités et jusqu'à l'issue de la période de livraison ?

L'ensemble des acteurs reconnaît que la transition entre le mécanisme actuel et le futur mécanisme va générer un impact sur la trésorerie des producteurs, toutefois aucune solution ne fait consensus entre les différentes typologies d'acteurs.

Les consommateurs indiquent que la collecte de la taxe auprès des fournisseurs puis le paiement des producteurs devraient s'opérer durant la période de livraison. Ils indiquent par ailleurs que les producteurs souhaitant valoriser l'engagement auprès des financeurs dès leur sélection lors d'une enchère devraient le faire sur la base de lettres de crédits ou de garanties délivrées par RTE.

Les fournisseurs sont opposés à une collecte de la taxe avant la période de livraison et préfèrent une collecte de la taxe en cours de période de livraison puis le paiement aux producteurs à l'issue de celle-ci, en un seul flux financier, tel que présenté par RTE dans le cadre de la concertation. Toutefois, une majorité des fournisseurs indique que la solution préférentielle serait une synchronisation des versements des fournisseurs pendant les périodes de livraison. A cet égard, le modèle d'une collecte de taxe et reversement mensualisés est largement évoqué par les fournisseurs, sur l'exemple de la facturation des écarts des responsables d'équilibres.

Les acteurs exerçant à la fois des activités de production et de fourniture indiquent ne pas être favorables à une collecte de la taxe avant la période de livraison mais que des mesures temporaires de lissage, comme des avances ou des prêts garantis, pourraient être envisagées pour faciliter la transition entre mécanismes.

Enfin, les producteurs à la quasi-unanimité souhaitent la mise en place d'une collecte de la taxe et d'un paiement partiel aux exploitants avant la période de livraison. Bien qu'un faible nombre de producteurs demandent à bénéficier d'une partie de la rémunération capacitaire dès la conclusion de l'enchère PL-4, la majorité des producteurs indique souhaiter un début de rémunération à compter de l'issue de l'enchère PL-1, indépendamment de l'enchère à laquelle ils ont été retenus. Certains acteurs évoquent en sus la possibilité de ne restreindre un tel paiement anticipé qu'aux seules flexibilités décarbonées ou encore de conditionner un tel paiement anticipé à des garanties bancaires à première demande.

Question 5 : Les modalités de certifications des capacités existantes ou nouvelles (production, stockage et effacement) vous semblent-elles pertinentes ? Considérez-vous qu'il existe des barrières à l'entrée pour la participation effective de l'ensemble des capacités ?

Les acteurs jugent majoritairement que les modalités de certification du mécanisme de capacité actuel sont globalement satisfaisantes tout en soulignant la charge administrative qu'elles représentent. A cet égard, certains acteurs indiquent qu'il serait souhaitable que certaines installations dont la certification conduit à retenir une puissance disponible nulle pendant les hivers électriques soient dispensés de l'obligation de certification.

Les exploitants de capacités renouvelables sont majoritairement favorables à l'utilisation d'un coefficient normatif par filière reflétant la production historique lors des périodes de tension afin de calculer de la disponibilité prévisionnelle de leurs moyens mais craignent que le coefficient ne reflète pas certaines spécificités technologiques ou géographiques. Certains demandent à cet égard de pouvoir décider de l'application ou non de ce coefficient normatif.

Un grand nombre d'acteurs relèvent l'impossibilité technique de certifier des sites mixtes (e.g. production EnR et capacité d'effacement sur un même site) et la perte de gisement de capacité utiles à la sécurité d'approvisionnement provoquée par cette barrière technique.

Enfin, la majorité des acteurs sont inquiets de la temporalité restreinte du guichet de certification envisagé par les gestionnaires de réseau avant chaque enchère, en remplacement de la possibilité de certifier les capacités au fil de l'eau dans le mécanisme de capacité actuel. Les acteurs demandent de conserver la possibilité de se certifier au fil de l'eau ou à défaut d'étendre la durée du guichet de certification.

Les acteurs soulignent également que la règle d'avoir été certifié et d'avoir participé à une enchère afin de participer au marché secondaire n'est pas compatible avec le guichet de certification envisagé par les gestionnaires de réseau. En effet, les capacités développées entre les enchères PL-4 et PL-1 ou entre l'enchère PL-1 et la PL ne pourraient ainsi pas participer au marché secondaire.

Question 6 : L'architecture proposée vous semble-t-elle permettre une juste prise en compte des capacités transfrontalières compte tenu de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement en France ?

S'agissant de la participation de capacités transfrontalières au mécanisme de capacité français, certains acteurs indiquent que la mise en place d'un principe de réciprocité, de participation aux mécanismes de capacité des pays pour lesquels la participation au mécanisme français est ouvert, serait bienvenue afin de ne pas discriminer des capacités françaises au détriment des capacités étrangères.

Par ailleurs, les acteurs indiquent qu'il est nécessaire de veiller à ce que les capacités étrangères ne bénéficient pas d'une rente indue et qu'elles doivent être rémunérées au prix marginal de leur zone et non au prix marginal des capacités françaises si la contrainte de capacité d'entrée de l'interconnexion est saturée.

Enfin certains acteurs rappellent que la participation de capacités transfrontalières au mécanisme de capacité est déjà prévue dans le mécanisme actuel sans avoir été mise en œuvre, à défaut d'accords et règles de participation entre gestionnaires de réseaux des pays concernés. Les acteurs soulignent à cet égard que les autorités publiques devraient donner une visibilité calendaire sur les échéances de participation effective des capacités des pays voisins avec lesquels la France est interconnectée.

Question 7 : L'organisation en deux enchères, un et quatre ans avant la livraison, avec la possibilité de transactions gré à gré, vous semble-t-elle pertinente ? Permet-elle, selon vous, une transparence en matière de fixation du prix de la capacité ? Avez-vous des commentaires sur la transition prévue entre les deux mécanismes qui pourrait conduire à une seule enchère PL-1 pour les hivers 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 ?

En dépit de la préférence de certains acteurs pour un nombre d'enchères conséquent avec une temporalité diffuse à l'instar du mécanisme de capacité actuel, une grande majorité des acteurs est favorable à l'organisation en deux enchères PL-4 et PL-1 et l'ouverture d'un marché secondaire jusqu'à l'issue de la PL. Plusieurs producteurs soulignent toutefois qu'une enchère PL-4 était déjà la cible du mécanisme actuel sans jamais avoir été mis en œuvre et qu'une telle temporalité va les conduire à adopter des marges de prudence en volume certifié. D'autre part, plusieurs acteurs soulignent que l'organisation d'une enchère 4 ans avant la période de livraison ne suffit pas, à elle seule, à permettre le développement de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et que temporalité doit être couplée à des revenus capacitaires pluriannuels pour les nouvelles capacités.

S'agissant de la transition entre les deux mécanismes et le lancement des enchères pour les premières périodes de livraison, les avis sont partagés et aucun consensus ne se dégage. D'un côté, des acteurs ne souhaitent pas que trop d'enchères soient organisées au lancement du mécanisme pour tenir compte de l'effet d'apprentissage. D'un autre côté, des acteurs souhaitent que le schéma nominal de deux enchères soit mis en place le plus rapidement possible quitte à avoir une première enchère en PL-3 ou PL-2.

Question 8 : La priorité accordée aux flexibilités décarbonées vous semble-t-elle nécessaire pour permettre leur développement ? Le cas échéant, quelles filières vous semblent nécessiter cette priorité : effacements, stockage, autre ?

D'une part, un grand nombre d'acteurs se disent attachés au principe de neutralité technologique et défavorables à une priorité accordée à certaines flexibilités. Ils rappellent que l'objectif du mécanisme de capacité doit être de garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs au meilleur coût et qu'une telle priorité nuirait à la lisibilité de la formation du prix. Ces acteurs soulignent par ailleurs que le développement dirigé de certaines filières devrait en tout état de cause passer par un mécanisme dédié qui ne perturbe pas la formation du prix dans le mécanisme de capacité.

D'autre part, un autre grand nombre d'acteurs se disent favorables à une telle priorité pour les effacements de consommation et dans une proportion plus faible pour les batteries considérant qu'elles trouvent déjà, *via* le marché de l'énergie, les services d'équilibrage et la rémunération capacitaire actuelle une rémunération suffisante pour leur développement.

Par ailleurs, une majorité d'acteurs soulignent qu'en l'état actuel, le dispositif envisagé inclut les effacements explicites mais écarte les effacements indissociables de la fourniture, ces derniers n'étant pas autorisés à participer aux enchères de capacité. Ces acteurs voient au travers de la priorité accordée aux flexibilités décarbonées une valorisation plus avantageuse pour les effacements explicites alors que la contribution à la sécurité d'approvisionnement des autres effacements est au moins équivalente. Ils demandent donc à ce titre que les effacements indissociables de la fourniture ne soient plus pris en compte de manière implicite dans la définition de la courbe de demande des enchères mais puissent se certifier pour, le cas échéant, bénéficier de la priorité accordée aux flexibilités décarbonées.

Enfin, certains acteurs demandent la mise en place de contraintes supplémentaires à l'activation, spécifiques aux flexibilités décarbonées bénéficiant d'une telle priorité, pour s'assurer que les flexibilités soutenues apportent le service escompté au système électrique.

Question 9 : Ce mécanisme vous semble-t-il conduire à une rémunération des exploitants/installations de capacité, proportionnée à leur contribution à la sécurité d'approvisionnement ?

Un grand nombre de répondants à la consultation publique n'ont pas apporté de réponse à cette question.

Plusieurs acteurs ont indiqué être défavorables au caractère « *market-wide*² » du mécanisme, considérant qu'il confère un revenu additionnel aux capacités « *baseload* » en augmentant sensiblement le coût de la capacité pour les consommateurs, alors qu'elles se rémunèrent

² « *market-wide* » : ouvert à l'ensemble des acteurs du marché, l'ensemble des installations de production, d'effacement et de stockage peuvent valoriser leur capacité dans les mêmes conditions à service rendu identique.

suffisamment *via* le marché de l'énergie et n'ont pas de « *missing money*³ ». Ces acteurs se disent favorables à l'introduction d'un prix plafond intermédiaire pour limiter les rentes de ces capacités existantes dont le « *missing money* » peut être nul. Certains acteurs proposent en outre de fixer un prix plafond intermédiaire par filière.

A l'inverse, un nombre important de répondants ont enfin indiqué que l'introduction d'un plafond de prix intermédiaire, applicable uniquement aux capacités existantes, conduit à un mécanisme où un même service rendu n'est pas rémunéré de manière équitable et proportionnée. Certains acteurs pointent la différence de traitement entre des nouvelles installations et des installations non amorties mises en service peu avant le début du futur mécanisme de capacité mais considérées comme existantes.

Question 10 : Les contrats pluriannuels vous semblent-ils suffisants pour susciter les investissements dans des nouvelles installations de production ? Par ailleurs ces contrats pluriannuels doivent-ils selon vous être ouverts aux capacités de flexibilités décarbonées ou aux capacités bénéficiant d'autres mesures de soutien (moyens bénéficiant par exemple de compléments de rémunération ou de l'obligation d'achat ou, le cas échéant, flexibilités priorisées lors de l'enchère PL-1, etc.) ?

L'ensemble des acteurs reconnaît que la sécurisation pluriannuelle des revenus capacitaires est un outil majeur de sécurisation du financement afin d'inciter à investir dans les nouveaux moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Ils rappellent que l'éligibilité à ces contrats pluriannuels doit être neutre technologiquement.

De nombreux acteurs indiquent avoir des réserves sur le principe de fixation de la rémunération d'un actif neuf sur la durée du contrat à partir des conditions d'offres/demandes en capacité qui correspondent à une PL donnée et soulignent à ce sujet la nécessité de publication d'une analyse de long terme sur le niveau à sécuriser en nouvelles capacité (cf. synthèse des réponses de la question 1).

Un nombre important de producteurs indiquent par ailleurs que les contrats pluriannuels doivent être proposés uniquement sur l'enchère PL-4, car ils ne sont pas compatibles avec l'échéance de PL-1 compte tenu des délais de construction de nouvelles installations.

Les consommateurs industriels (qui en l'espèce peuvent être assimilés à des producteurs pour leurs capacités d'effacement de consommation) indiquent que les installations existantes devraient être éligibles à ces contrats long terme sous réserve de respecter des seuils d'investissement en €/MW. A cet égard ils sont rejoints par de nombreux producteurs qui indiquent que les investissements de prolongation de durée de vie d'installation existantes, de *repowering* et de décarbonation doivent être intégrés dans les coûts d'investissement éligibles à l'obtention de contrats pluriannuels.

Certains producteurs redoutent que l'éligibilité à ces contrats pluriannuels de durées standardisées induise une distorsion de concurrence entre les installations existantes et les nouvelles installations, voire entre deux nouvelles installations dont les durées d'amortissement ne seraient pas comparables. A l'inverse d'autres producteurs indiquent que plusieurs durées standardisées de contrats correspondant par durées à une prise en compte d'annuités de coûts d'investissement identiques (sous réserve d'une durée maximale suffisante d'au moins 15 ans dont les seuils d'éligibilité de coûts d'investissement correspondrait aux actifs les plus intensifs en capital) permettrait une juste

³ « *missing-money* » : revenu qui n'a pu être tiré des autres mécanismes de marché, en particulier du marché de l'énergie, pourtant nécessaire à la couverture des coûts de capacités.

concurrence entre les différentes technologies et apporterait plus visibilité aux porteurs de projet, au bénéfice de la collectivité.

Enfin, à de rares exceptions près, les acteurs, dans leur ensemble, indiquent qu'il n'est pas souhaitable que les capacités lauréates d'appels d'offres dédiés à certaines filières et soutenues par obligation d'achat ou complément de rémunération puissent cumuler les rémunérations et par ailleurs bénéficier de contrats pluriannuels capacitaires.

Question 11 : Selon quels principes fixeriez-vous le plafond de prix intermédiaire afin de ne pas impacter la concurrence sur les marchés de l'énergie (par exemple sur le marché de l'équilibrage) ?

Tant les producteurs que les fournisseurs rappellent le plus souvent que l'ordre de mérite, sur lequel repose l'optimisation du dispatching économique de court terme, et dont résulte le prix de marché spot, reflète les seuls coûts variables. Il est donc sans aucun lien avec les revenus qui peuvent résulter du mécanisme de capacité.

La majorité des producteurs (rejoints par les consommateurs industriels assimilables tant à des consommateurs protégés en niveau de coût par ce plafond qu'à des producteurs d'effacements de consommation) sont défavorables à l'instauration d'un tel prix intermédiaire et souhaitent plutôt que le prix de *clearing* pour les installations existantes soit fixé au niveau de la dernière capacité existante retenue lors d'une enchère, ou à défaut que le prix intermédiaire reflète le « *missing money* » le plus élevé des installations existantes. A défaut de mise en œuvre de cette approche, ils demandent que soient ouvertes des possibilités de dérogation afin qu'une capacité existante dont le coût serait supérieur au prix plafond intermédiaire mais inférieur au prix de *clearing* puisse malgré tout être contractualisée et rémunérée à hauteur de son « *missing money* » réel et non au prix plafond intermédiaire.

Par ailleurs une grande majorité de producteurs indiquent qu'il est nécessaire d'avoir une cohérence entre les règles de coûts d'investissement éligibles aux contrats pluriannuels et les coûts retenus pour définir ce PPI. En effet, les producteurs indiquent que les coûts d'investissement de prolongation de durée de vie, *repowering* ou de décarbonation doivent être retenus dans l'une ou l'autre des deux approches, à défaut il y aurait un risque de créer un déclassement des installations existantes au profit des nouvelles installations.

Les fournisseurs sont favorables à l'introduction d'un tel prix plafond intermédiaire mais soulignent qu'il devrait être actualisé fréquemment, voire annuellement. Ils indiquent par ailleurs pour certains qu'un tel prix plafond intermédiaire différencié par filières serait bénéfique.

Question 12 : Considérez-vous les contrôles de disponibilité envisagés, dans la continuité du mécanisme actuel, satisfaisants ?

Les acteurs jugent que les contrôles de disponibilité actuels sont globalement satisfaisants bien qu'ils soient complexes et conduisent plusieurs recalculs, ils expriment par ailleurs quelques réserves :

- un grand nombre d'acteurs demandent que le contrôle de disponibilité puisse être fondé sur les données REMIT que sont tenus de déclarer les acteurs dépassant un certain niveau de puissance ;
- un grand nombre d'acteur recommande des contrôles de disponibilité simplifiés, tant pour les ENR diffuses que pour la flexibilité diffuse ;
- quelques producteurs regrettent la disparition de la valorisation des écarts positifs, à l'instar de ce qui est pratiqué actuellement.

Quelques acteurs indiquent enfin que les modalités de contrôle de disponibilité des EnR présentés dans le cadre de la concertation réalisée par RTE est asymétrique par rapport aux autres capacités et ne garantit pas leur contribution effective à la sécurité d’approvisionnement.

Question 13 : Quels critères d’émissions envisageriez-vous au regard des objectifs de sécurité d’approvisionnement et de décarbonation du mix électrique ?

Même si certains acteurs décrivent que de tels seuils ont pour effet de renchérir le prix d’offre, lors des enchères, des centrales qui se décarbonent et par voie de conséquence les défavorise lors de l’interclassement par rapport à d’autres centrales plus carbonées mais sous les seuils, les acteurs dans leur majorité estiment que les seuils de critère d’émissions sont relativement bien dimensionnés.

Deux différences d’approche existent toutefois. D’un côté, des acteurs, majoritaires, considèrent qu’il faut s’en tenir aux seuils du mécanisme de capacité actuel et issus du règlement européen, alors que d’autres acteurs considèrent que ces seuils devraient avoir une trajectoire de décroissance afin d’atteindre le niveau le plus bas possible.

Un acteur indique qu’il n’est pas favorable, en l’absence d’étude de l’impact associé, à un seuil d’émissions plus bas pour les nouvelles capacités éligibles à contrats pluriannuels que pour les capacités existantes, contrairement à ce qui a pu être pratiqué dans le cadre des appels d’offre long terme du mécanisme de capacité actuel.

Enfin quelques acteurs indiquent qu’il serait souhaitable que les pouvoirs publics puissent déroger à ces seuils en cas de situation de forte tension ou d’urgence sur la sécurité d’approvisionnement.

2. Réponse du Gouvernement

Tout d’abord, **le Gouvernement remercie l’ensemble des personnes ayant répondu à la consultation publique, qui lui permettent d’enrichir son projet de réforme du mécanisme de capacité. Les éléments de réponse présentés ci-après n’excluent pas d’éventuelles évolutions ultérieures dans la conception envisagée du nouveau mécanisme de capacité, en fonction la finalisation de l’instruction en cours, menée en coopération avec la Commission européenne.**

Analyse à long terme du besoin

Le Gouvernement note un soutien général à la centralisation de la définition du besoin en capacité au travers d’une courbe de demande fondée sur l’« hiver électrique ». Le Gouvernement prend acte du souhait de nombreux acteurs d’une analyse de long terme sur le besoin en nouvelles capacités en amont de l’établissement de la courbe de demande pour une période de livraison donnée. Dans le cadre des travaux en cours sur le Bilan Prévisionnel 2025, RTE étudie la faisabilité d’une telle analyse à chaque exercice de Bilan Prévisionnel.

Le Gouvernement envisage que les analyses de long terme permettent de définir en amont de chaque période de livraison les éventuels besoins de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d’approvisionnement sur différents horizons temporels afin d’apporter de la visibilité aux producteurs.

Transparence

Le Gouvernement prend acte du souhait de nombreux acteurs qu'un maximum de transparence soit apportée sur les méthodologies relatives aux choix des paramètres tels que les plages horaires de tension, l'objectif de développement national des flexibilités décarbonées susceptible de bénéficier d'une priorité, les plafonds de prix (intermédiaire et général) ainsi que les capacités d'entrée maximales applicables aux capacités transfrontalières, etc.

Le Gouvernement prévoira des dispositions réglementaires visant à publier régulièrement, en amont, pendant et après chaque période de livraison, des informations sur la détermination du besoin et permettant d'estimer les conséquences pour les consommateurs finaux.

Répercussion aux consommateurs

Le Gouvernement considère que les incitations envoyées aux fournisseurs sont suffisantes pour assurer la répercussion du coût de la sécurité d'approvisionnement à leurs clients, comme actuellement dans le mécanisme de capacité. Le Gouvernement note à ce sujet que la CRE conclut dans ses rapports de surveillance des marchés qu'elle n'identifie pas dans le mécanisme actuel de problèmes de répercussion du coût de la capacité aux consommateurs finaux, tant pour les consommateurs télé-relevés que profilés. La CRE conclut par ailleurs que le mécanisme de capacité contribue à la différenciation du prix des offres des fournisseurs entre les périodes de pointe et de base, ce qui démontre l'efficacité du signal transmis par le mécanisme de capacité.

Afin de contrôler la répercussion par les fournisseurs du coût de la sécurité d'approvisionnement aux consommateurs pendant les périodes de tension, le Gouvernement envisage que les principaux fournisseurs soient tenus de communiquer régulièrement à la CRE leur méthodologie de répercussion du prix de la capacité.

Temporalité des flux financiers

S'agissant de la temporalité de collecte de la taxe de répartition des coûts du mécanisme de capacité, le Gouvernement souligne l'absence de consensus entre acteurs. Les producteurs indiquent que la transition entre les deux mécanismes entraîne une absence de revenu capacitaire de plusieurs mois pouvant générer des difficultés de trésorerie. Les fournisseurs quant à eux indiquent que les producteurs ont la possibilité d'intégrer le coût d'un éventuel préfinancement dans le prix de la capacité offerte aux enchères et que dans le mécanisme actuel l'approvisionnement majoritaire des fournisseurs en garanties de capacité est réalisé au travers de l'ARENH peu avant la période de livraison. Les réponses reçues témoignent du fait que les fournisseurs ne souhaitent ainsi pas être redevables d'acomptes de la taxe avant le début de la période de livraison qui est le fait générateur de la taxe.

Afin de limiter la mobilisation de trésorerie des acteurs pendant la période de transition entre les deux mécanismes, le Gouvernement étudie la possibilité de modalités transitoires. En régime permanent, le Gouvernement envisage une collecte de la taxe, auprès des fournisseurs, pendant la période de livraison et un paiement des producteurs à l'issue de celle-ci.

Certification des capacités

Le Gouvernement note que les acteurs considèrent que la certification des capacités est une charge administrative importante. Cette étape est toutefois indispensable car elle permet de recenser l'ensemble des capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement électrique.

Le Gouvernement soutient la proposition des gestionnaires de réseaux de concentrer, pour une année donnée, la certification des capacités afin de réduire la charge opérationnelle. Le Gouvernement demande aux gestionnaires de réseaux d'évaluer l'impact d'une certification complémentaire « au fil de l'eau » réservée aux nouvelles capacités, ces dernières n'étant pas nécessairement présentes au moment des « guichets » de certification. Par ailleurs, le Gouvernement étudie avec les gestionnaires de réseau la possibilité que la certification des sites mixtes⁴ soit permise pour maximiser la participation des sites à la sécurité d'approvisionnement. La possibilité de certification d'effacements indissociables de la fourniture est également à l'étude.

Participation des capacités transfrontalières

La sécurité d'approvisionnement française repose en partie sur les importations des pays voisins. Pour cette raison, le cadre européen impose la participation explicite des capacités des Etats membres directement interconnectés avec la France au mécanisme de capacité. Le Gouvernement considère indispensable que ces capacités soient traitées de manière équitable avec les capacités françaises et, symétriquement, que les capacités françaises soient traitées équitablement dans les mécanismes de capacité des Etats membres interconnectés avec la France.

Le Gouvernement estime que la rémunération des capacités des Etats membres devra être limitée au prix de la capacité en France et tienne compte, par ailleurs, de la limite de la capacité d'interconnexion. Afin de garantir une concurrence effective entre capacités nationales et étrangères, le Gouvernement proposera à la Commission européenne l'extension des pouvoirs de surveillance des régulateurs nationaux aux mécanismes de capacité, y compris pour le contrôle des capacités étrangères participantes.

Organisation des enchères

Le Gouvernement retient l'organisation du mécanisme en deux enchères par période de livraison, un et quatre ans avant la livraison, avec, en dehors, la possibilité de transactions gré à gré (marché secondaire). **Une enchère unique pour la période hivernale 2026-2027 se tiendra à la fin du premier semestre 2026 et le Gouvernement communiquera ultérieurement le calendrier transitoire des enchères pour les premières périodes de livraison.**

L'enchère PL-4 portera sur le besoin de capacités jugé nécessaire à la sécurité d'approvisionnement tel que défini par la CRE sur la base des études de RTE, et approuvé par le ministre chargé de l'énergie. L'enchère PL-1 permettra un ajustement à la hausse pour tenir compte de l'évolution de la situation équilibre offre demande. En revanche, dans l'hypothèse d'une détente de l'équilibre offre demande entre PL-4 et PL-1, les engagements pris par les exploitants de capacités lors de l'enchère PL-4 ne pourront pas être annulés.

Le Gouvernement envisage ainsi de concentrer fortement l'offre et de la demande lors d'une seule enchère PL-4 pour optimiser la formation du prix de la capacité. De plus, alors que l'enchère PL-4 ouvrira la possibilité de contrats pluriannuels, l'enchère PL-1 portera uniquement sur des contrats annuels.

Soutien aux flexibilités

Le Gouvernement envisage d'intégrer directement le soutien aux flexibilités décarbonées au sein de l'enchère PL-1 du nouveau mécanisme de capacité. Cela fait suite, d'une part aux engagements pris

⁴ Sites avec deux contrats d'accès au réseau (en injection et en soutirage) disposant d'un unique identifiant pour les gestionnaires de réseau.

auprès de la Commission européenne lors de la notification du régime d'aide d'Etat en 2023 relatif à l'AOFD (la Commission européenne a indiqué qu'il ne serait plus possible *post* 2026 de notifier un nouveau régime d'aide limité aux flexibilités au titre de la sécurité d'approvisionnement), et, d'autre part, au nouveau règlement européen qui dispose que les États membres procèdent aux adaptations nécessaires en matière de conception des mécanismes de capacité afin de promouvoir la participation de la flexibilité d'origine non fossile.

L'enchère PL-4 serait technologiquement neutre : seules les flexibilités décarbonées compétitives seraient retenues et rémunérées au prix de *clearing* général de l'enchère, voire bénéficieraient de contrats pluriannuels. L'objectif du volume réservé en PL-1 de flexibilités décarbonées à prix de *clearing* distinct (dans la limite du plafond général et des flexibilités décarbonées déjà retenues en PL-4) est de favoriser le développement des flexibilités décarbonées n'étant pas compétitives en PL-4, en cohérence avec l'objectif de développement de flexibilités qui sera défini sur la base du rapport prévu dans la réforme du règlement européen sur les marchés de l'électricité.

Prix plafond pour les capacités existantes

L'introduction d'un prix plafond intermédiaire (PPI) pour les capacités existantes a pour objectif de limiter les rentes infra-marginales sur le marché de capacité, notamment si le prix de marché atteint des niveaux élevés en cas de besoin de nouvelles capacités.

La CRE, RTE et le Gouvernement travaillent à la définition de PPI garantissant la couverture du *missing money* des capacités existantes. Le même PPI s'appliquera à toutes les capacités existantes, quelle que soit leur filière, sauf pour les exploitants qui sauront justifier à la CRE qu'ils ne couvrent pas leur *missing money* avec ce PPI et qui pourront alors bénéficier d'une dérogation.

Contrats pluriannuels

L'enchère PL-4 permettra aux acteurs de bénéficier de contrats pluriannuels, ce qui est demandé par la majorité des acteurs pour investir dans les nouveaux moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Le Gouvernement envisage que les volumes de contrats pluriannuels pour chaque période de livraison soient plafonnés compte tenu de l'analyse des besoins en nouvelles capacités à long terme menées par RTE dans le cadre des Bilans Prévisionnels. Ces contrats, uniquement accessibles lors de l'enchère PL-4, auront des durées qui dépendront de seuils de coûts d'investissement en €/MW et dont le maximum sera de 15 ans.

Annexe

Etats ayant répondu :

- Belgique
- Irlande

Acteurs ayant répondu :

- ADEME
- AFIEG
- AGREGIO SOLUTIONS
- AIR LIQUIDE
- ALPIQ
- ANODE
- ANPESSUR
- ATEE – Club cogénération
- BLUE PAPER
- CLEEE
- CNR
- COPACEL
- CORSICA SOLE
- EDF
- EDF OA
- EKWATEUR
- ELE
- ELECLINK
- ENEDIS
- ENERGY POOL
- ENERGY TRADERS EUROPE
- ENGIE
- ENI – PLENITUDE
- EXELTIUM
- FIBRE EXCELLENCE
- FRANCE CHIMIE
- FRANCE CIMENT
- FRANCE RENOUVELABLE
- GASCOGNE
- GAZEL ENERGIE
- HUMENS NOVACARB
- KEM ONE
- LA PLATEFORME VERTE
- LUCIOLE
- MY LIGHT
- NATRAN
- NOVAWATT
- NW
- OCTOPUS ENERGY

- PAPETERIE D'ANNONAY
- PAPETERIE LE BOURRAY
- PDL – Papeteries du Lemman
- SAICA
- SER
- SIPLEC
- SMART GRID ENERGY
- SYLVAMO
- THE MOBILITY HOUSE
- TILT ENERGY
- TOTAL ENERGIES
- TSE
- UFE
- UNIDEN
- UPRIGAZ
- VERSO ENERGY
- VICAT
- VOLTALIS